

На правах рукописи
УДК-550.8

ИСТОМИН СЕРГЕЙ БОРИСОВИЧ

**УЧЕТ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ
ПРИ ЦИФРОВОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕСТОРОЖ-
ДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**Специальность 25.00.10. – геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва 2009

Работа выполнена на кафедре сейсмических и скважинных методов Российского государственного геологоразведочного университета и в ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», г.Москва.

Научный руководитель: Кандидат технических наук
Мараев Игорь Алексеевич

Официальные оппоненты: Доктор технических наук
Денисов Сергей Борисович
Кандидат геолого-минералогических наук
Закревский Константин Евгеньевич

Ведущее предприятие: РГУНГ им И.М. Губкина

Защита состоится «11» марта 2010 г. в 15 часов на заседании Диссертационного совета Д.212.121.07 в Российском Государственном Геологоразведочном Университете им. Серго Орджоникидзе по адресу 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23, РГГРУ. ауд. 6-38.

С диссертационной работой можно ознакомиться в библиотеке Российского Государственного Геологоразведочного Университета.

Автореферат разослан «11» февраля 2010 г.

Доктор технических наук,
ученый секретарь диссертационного совета, профессор



А.Д. Каринский

Общая характеристика работы

Актуальность темы

Для прогноза степени вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов, нефтеотдачи или коэффициента нефтеизвлечения (КИН) широко используются геолого-гидродинамические трехмерные цифровые модели. На основе этих моделей осуществляется оценка геологических и извлекаемых запасов углеводородов, обосновывается оптимальная стратегия доразведки и разработки продуктивных пластов. Создание и применение таких постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) является одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Актуальность данного направления отражена в регламенте по созданию ПДГТМ нефтяных и газонефтяных месторождений, разработанном широким кругом специалистов (2000г.). Данный регламент является основным документом, описывающим требования, предъявляемые к компьютерным моделям нефтяных и газонефтяных пластов, однако в нем нет четко сформулированных требований к учету геологической неоднородности. Поэтому разработка методических и технологических решений для учета неоднородности литологического строения пластов при построении трехмерных моделей является в настоящее время одной из наиболее актуальных задач моделирования нефтяных и газовых месторождений.

Залежи многих месторождений нефти и газа приурочены к литологически неоднородным пластам. Неоднородность, выражающаяся в изменчивости формы залегания, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, свойственна в той или иной мере всем продуктивным пластам. Литологическая невыдержанность пластов даже на незначительных расстояниях, замещение коллекторов глинистыми породами, наличие слияний между прослоями коллекторов создают большие трудности при их разработке. Недоучет неоднородного строения продуктивных пластов приводит к существенным ошибкам при оценке запасов УВ и добычных возможностей залежей.

В работе рассматривается макронеоднородность пласта, относящаяся к количеству и взаимному расположению отдельных линз или пропластков коллектора, к их связанности по вертикали и по площади.

Существующие подходы к геологическому моделированию при создании геолого-технологических моделей разделяют на две группы – детерминистские и стохастические. При использовании детерминистского подхода природная неоднородность сохраняется в геологической модели только в случае использования геолого-геофизической информации по большому количеству скважин, вскрывших продуктивный интервал достаточно плотной сеткой. Стохастические методы моделирования основаны на математических алгоритмах, использование которых базируется на аппарате геостатистики. Часто применение стохастических методов связано с субъектив-

ной оценкой задаваемых при моделировании параметров, не связанных с результатами оценки геологической неоднородности продуктивного интервала. Проблема оценки параметров для геологического моделирования, их связи с неоднородностью геологической среды и влияния на прогноз добычных свойств нефтяных и газовых пластов является актуальной.

Цель диссертационной работы

Разработка методики и технологии учета литологической макронеоднородности при построении цифровых геологических моделей нефтяных и газовых месторождений для задач подсчета геологических и извлекаемых запасов УВ, прогноза продуктивности пластов и мониторинга их разработки.

Основные задачи исследований

1. Анализ эффективности критериев геологической макронеоднородности, используемых при подсчете запасов и составлении технологических документов на разработку месторождений. Обоснование критериев, количественно характеризующих степень литологической макронеоднородности и применимых для целей геологического моделирования.
2. Разработка алгоритмов оценки макронеоднородности по исходной геолого-геофизической информации и верификации геологических моделей на соответствие этим критериям.
3. Оценка связи литологической макронеоднородности пластов с фациальными условиями их формирования.
4. Алгоритмизация учета неоднородностей геологических объектов при моделировании на основе установленных взаимосвязей между критериями неоднородности и параметрами стохастического моделирования.
5. Разработка методики трехмерного геологического моделирования с учетом заданных критериев латеральной и вертикальной неоднородности с одновременным учетом результатов послойного моделирования и атрибутивного анализа сейсмических данных.

Защищаемые положения

1. Необходимый набор критериев, достаточный для описания макронеоднородности пластов при трехмерном геологическом моделировании, включает:
 - Для вертикальной неоднородности: коэффициент песчаности и параметр расчлененности;
 - Для латеральной неоднородности: коэффициент распространения и параметр плотности литологических границ.Использование данного набора критериев обеспечивает отражение в модели геологической макронеоднородности пластов.
2. Радиус и порог индикаторных вариограмм, используемых при литофациальном стохастическом моделировании, должны рассчитываться из параметров вертикальной и латеральной мак-

ронеоднородности пластов, что позволяет выполнять моделирование с учетом установленных взаимосвязей и получать предсказуемые результаты.

3. В условиях мультифациальных образований внутри одного объекта моделирования параметры макронеоднородности для каждой фации могут существенно различаться, что необходимо учитывать при построении геологических моделей.

Научная новизна

1. Установлен информативный набор критериев геологической макронеоднородности для целей геолого-технологического моделирования.
2. Установлены взаимосвязи между показателями латеральной и вертикальной макронеоднородности терригенных пластов месторождений нефти и газа Западной Сибири, позволяющие проводить оценки для площадей, слабо изученных бурением.
3. Установлены количественные взаимосвязи между критериями макронеоднородности и параметрами стохастических индикаторных методов литофациального моделирования.
4. Показана возможность восстановления литофациального строения неоднородных пластов в межскважинном пространстве на основе разработанных алгоритмов учета критериев макронеоднородности.

Практическая ценность

- Методика количественного анализа литологической макронеоднородности продуктивных пластов нефтяных и нефтегазовых месторождений и учета неоднородности при построении трехмерных геологических моделей является важным этапом в создании геолого-технологических моделей и используется в практике геологического моделирования в ОАО «ЦГЭ».
- Методика верификации трехмерных геологических моделей на соответствие критериям литологической неоднородности, оказывающим влияние на добычные возможности пласта и прогноз коэффициента нефтеизвлечения, может быть введена в повседневную практику экспертизы геолого-технологических моделей.
- Технология построения трехмерных геологических моделей вместо абстрактных математических понятий геостатистики использует непосредственно геологические критерии, характеризующие литологическую неоднородность: песчаность, расчлененность, коэффициент пространности, параметр плотности литологических границ.
- Установленные взаимосвязи между показателями вертикальной и латеральной литологической макронеоднородности позволяют проводить оценку малоизученных бурением площадей.

Фактический материал и личный вклад. Использованы материалы работ по подсчетам запасов и ТЭО КИН, построению сейсмогеологических моделей месторождений, выполненных в ОАО «ЦГЭ» при непосредственном участии автора. С учетом проведенных исследований с использованием программного комплекса «DV-GEO» при непосредственном участии автора и под

его руководством определенных этапов в ОАО «ЦГЭ» были выполнены работы по построению и мониторингу геологических моделей более чем по двадцати месторождениям.

Апробация работы. Основные результаты работы были доложены автором в семи докладах на научных конференциях и освещены в двенадцати научных публикациях.

Результаты методических разработок опробованы и используются при выполнении построений трехмерных геолого-технологических моделей в отделении геоинформационных технологий ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» г. Москва.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Объем работы - 94 страницы текста, 16 рисунков, 5 таблиц. Список литературы содержит 57 наименований.

Благодарности. Диссертационная работа выполнена в период работы в ОАО «ЦГЭ», а также учебы в аспирантуре Российского государственного геологоразведочного университета. Основной объем работы выполнен в ОАО «ЦГЭ», где соискатель работает в Отделении Геоинформационных технологий – главным специалистом по геологии и геологическому моделированию.

Автор выражает благодарность начальнику ОАО «ЦГЭ» и научному руководителю работ по разработке программного комплекса «DV-GEO» д.т.н. Кашику А.С., глубокую признательность Дьяконовой Т.Ф. и Билибину С.И., без которых данная работа не могла состояться; своим научным руководителям профессору Генри Николаевичу Боганику и доценту Игорю Алексеевичу Маряеву.

Большое влияние на направление исследований в разное время оказали совместная работа и творческие контакты с Денисовым С.Б., Гавриловой Е.В, Кожевниковым Д.А., Коваленко К.В. Автор приносит глубокую благодарность им и всем, кто содействовал выполнению этой работы.

Содержание работы

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследований, показана научная новизна и практическая значимость работы.

В **первой главе** «Современное состояние проблемы учета литологической макронеоднородности при построении геологических моделей» приводится описание иерархических уровней геологической неоднородности с позиций системного подхода. Рассматриваются виды геологической неоднородности и её влияние на эффективность эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Приводятся способы изучения геологической макронеоднородности и её учета при создании геолого-технологических моделей залежей нефти и газа.

Системный подход к рассмотрению геологической неоднородности предполагает наличие классификации геологических тел. Сравнительный анализ предложенных отечественными исследователями классификаций геологических тел по объемным размерам приведен в работе

Г.М.Золоевой. Классификацию геологических тел с выделением различных уровней структурной организации проводили Косыгин Ю.А., Дементьев Л.Ф., Токарев М.А. В соответствии со структурной организацией объектов могут быть выделены типы неоднородности, представленные в таблице 1.1.

Таблица 1. Иерархия типов геологической неоднородности

Номер уровня	Тип неоднородности	Иерархический уровень неоднородности
1	Ультрамикронеоднородность	Минеральное зерно
2	Микронеоднородность	Конгломерат минеральных зерен, образующих элементарный объем
3	Мезонеоднородность	Условное геологическое тело единого вещественного состава, разделенное граничными свойствами пород (коллектор/неколлектор, высоко-, средне- и низкопроницаемые песчаники и т. п.)
4	Макронеоднородность	Отдельные линзы или пропластки, сложенные единым типом пород, взаимное расположение этих геологических тел внутри пласта
5	Метанеоднородность	Система из пластов или более крупных частей (зон)

Общим в классификациях уровней неоднородности, в разное время предложенных различными исследователями, является то, что литологическая неоднородность, оперирующая геологическими телами типа отдельных линз или пропластков, выводится на уровень макроструктуры. Это и есть тот структурный уровень геологической неоднородности, который рассматривается при литологическом моделировании в процессе создания геологических моделей продуктивных пластов нефтяных и газонефтяных месторождений. Таким образом, макронеоднородность продуктивных пластов характеризует пространственное распределение коллекторов и неколлекторов в объеме залежи (эксплуатационного объекта).

Выделяются два основных проявления макронеоднородности: расчлененность продуктивного горизонта на разобщенные пласты и прерывистость отдельных пластов и прослоев по площади. Изучение макронеоднородности проводится в соответствии с данными видами ее проявления: по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

Влияние геологической неоднородности на эффективность эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Критерий литологической макронеоднородности является одним из важнейших факторов, определяющих формирование того или иного режима работы нефтяных и газовых залежей. Расчлененность продуктивного горизонта сказывается главным образом на охвате воздействием пород-коллекторов по разрезу и является определяющим фактором при выделении эксплуатационных объектов. Расчлененность объекта по площади и разрезу, создавая непроницаемые экраны, наряду с ФЕС определяет степень гидродинамической взаимосвязи пористо-проницаемых интервалов в межскважинных зонах. Макронеоднородность природного резервуара создает гидродинамические ловушки, способствующие формированию целиков, не вырабаты-

вающихся заводнением запасов нефти. От степени латеральной неоднородности зависят такие характеристики добычных возможностей пласта, как коэффициент охвата заводнением, коэффициент вытеснения и в конечном итоге коэффициент нефтеизвлечения.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является одним из важнейших показателей эффективности разработки нефтяных залежей и экономической привлекательности выявленных месторождений. Широко распространенным способом определения КИН является использование следующей формулы: $КИН = K_{ОХВ} \cdot K_{ВЫТ}$. То есть КИН напрямую зависит от параметров, связанных со степенью геологической неоднородности продуктивного интервала. В большинстве случаев для оценки величины $K_{ОХВ}$ предлагаются эмпирические зависимости, рассчитываемые для того или иного региона и стратиграфического подразделения.

Таким образом, макронеоднородность пласта оказывает существенное влияние, как на динамику добычи углеводородов, так и на КИН. Оценка запасов, составление любых проектных документов на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений без учета геологической макронеоднородности природных резервуаров существенно искажает результаты работ.

Способы изучения и учета геологической неоднородности. Геологическую макронеоднородность изучают геологическими и геофизическими методами. Основными методами изучения литологической неоднородности являются геофизические исследования скважин (ГИС) и результаты их интерпретации. По результатам скважинных исследований в первую очередь оценивается вертикальная макронеоднородность пласта. На основании результатов интерпретации ГИС и материалов керна производится детальное литологическое расчленение разреза скважин, вскрывших продуктивные интервалы разреза, выделяются прослой коллекторов и неколлекторов.

Промыслово-гидродинамические методы дают возможность оценивать параметры, характеризующие гидродинамические свойства пластов, установить взаимосвязи пластов по разрезу. В случае проведения исследований на площади, детально изученной бурением, эти методы позволяют также выявлять литологические экраны, устанавливая взаимосвязи скважин по площади.

Задача прогноза зонального или латерального распространения выделенных слоев решается в ряде случаев при наличии качественных результатов прогноза коллекторских свойств по данным 3Д сейсмических исследований. На основе использования сейсмических материалов получают трендовые карты изменения коллекторских свойств или толщин коллектора. С точки зрения классификации геологических тел по объемным размерам сейсморазведка оперирует неоднородностью на уровне пластов, их крупных частей и зональных интервалов. Это означает, что сейсмические материалы могут быть использованы лишь для прогнозирования геологических метанеоднородностей и при построении детальных геологических моделей могут быть использованы лишь в качестве общего тренда.

Максимально близкую к реальному строению пласта картину строения можно получить путем использования интерполяционных алгоритмов по скважинным данным при наличии плотной сетки бурения. Построение детальной трехмерной геологической модели на участке, разбуренном эксплуатационными скважинами, позволяет оценить пространственную неоднородность пласта и учесть полученные результаты оценок, экстраполируя их в область месторождения, неизученную скважинами.

Таким образом, совокупность скважинной, сейсмической и геологической информации является основой для построения геологических моделей пластов. Детальные трехмерные геологические модели описывают литологию и фильтрационно-емкостные свойства пород в каждой точке пространства изучаемого геологического интервала. При этом в случае наличия в пласте неоднородностей, латеральные размеры которых значительно меньше расстояния между скважинами, проблема прогнозирования геологического строения в межскважинном пространстве однозначного решения не имеет. Особенно остро эта проблема возникает на разведочном этапе исследования месторождений, когда площадь покрыта лишь редкой сеткой поисково-разведочных скважин.

Учет неоднородности при создании цифровых трехмерных геологических моделей.

В этапности построения цифровых трехмерных геологических моделей (за исключением этапов подготовки материала и анализа результатов) можно выделить три основных позиции. Первый этап – это структурное моделирование, включающее построение структурных поверхностей кровли и подошвы резервуара, тектонических нарушений и создание трехмерной сетки геологической модели. Вторым этапом является фациальное (литологическое) моделирование, при котором в простейшем случае в объеме трехмерной модели ячейкам присваивается индекс принадлежности к коллекторам и неколлекторам. Третьим этапом является петрофизическое моделирование, при котором в ячейках геологической модели с индексом принадлежности к коллектору определяются ФЕС пород, характер их насыщения и степень насыщенности углеводородами. Как видно из приведенной схемы геологического моделирования, выделение тел коллекторов и неколлекторов в объеме пласта выполняется на втором этапе. Выполнение именно этого этапа должно быть сопряжено с реализацией в цифровой модели природной макронеоднородности строения резервуаров.

Для решения задачи учета литологической макронеоднородности при построении цифровых трехмерных геологических моделей нет альтернативы применению алгоритмов стохастического моделирования. Математические алгоритмы геостатистики позволяют получать множественные реализации равновероятных в межскважинном пространстве геологических моделей с использованием априорной информации, такой как результаты интерпретации материалов ГИС, результаты фациального зонирования и прогноза распространения коллекторов на основе интерпретации сейсмических динамических параметров. При этом все получаемые реализации воспроизво-

дят неоднородное строение моделируемых резервуаров во всех точках геологической модели одинаково вне зависимости от расстояний до ближайших скважин.

Во **второй главе** «Критерии оценки литологической макронеоднородности» проводится обзор критериев, применяемых для оценки литологической макронеоднородности. Показывается взаимосвязь между показателями неоднородности. Приводятся способы оценки литологической макронеоднородности по исходным данным. Выводятся аналитические зависимости между показателями макронеоднородности и параметрами индикаторного стохастического моделирования.

Обзор критериев оценки литологической макронеоднородности. Всю совокупность показателей литологической макронеоднородности можно разделить на показатели вертикальной и показатели латеральной макронеоднородности.

Для оценки вертикальной неоднородности по данным скважин используются:

Коэффициент относительной песчаности $K_{пес}$ (в пределах разреза одной скважины), определяемый, как отношение эффективной толщины пласта к его общей стратиграфической толщине. Аналогом коэффициента песчаности, применяемого при рассмотрении терригенных пород, для карбонатных пород является *коэффициент гранулярности $K_{гр}$* (по В.Е.Гавура). Данный параметр является универсальным при сопоставлении строения различных пластов.

Расчлененность $N_{сл}$ – количество прослоев коллектора в пределах одной скважины в рассматриваемом интервале. Применение этого показателя может быть полезным при оценке изменения вертикальной макронеоднородности одного пласта в пределах одной рассматриваемой площади. Это обуславливается тем, что различные пласты могут характеризоваться существенно отличающимися общими толщинами – одни пласты составляют первые метры, другие – десятки метров.

Коэффициент расчлененности K_r (для залежи в целом) – среднее количество прослоев коллектора в пласте, определяемое для всех скважин, вскрывших рассматриваемый интервал. Этот показатель, как и рассмотренный выше, имеет ограниченное применение. Использование его для сопоставления степени вертикальной макронеоднородности пластов различной общей толщины является некорректным. Поэтому в данном случае лучше использовать *параметр расчлененности $P_{рас}$* , характеризующий степень расчлененности в единице мощности интервала. Параметр расчлененности рассчитывается, как отношение количества прослоев коллектора в пласте к его общей толщине.

В качестве меры макронеоднородности, учитывающей и расчлененность, и песчаность, применяют комплексный показатель - *коэффициент вертикальной макронеоднородности $K_{м,верт}$* . Этот показатель характеризует расчлененность объекта разработки на единицу мощности пород-коллекторов и рассчитывается, как отношение параметра расчлененности к коэффициенту песчаности пласта. Учитывая, что он может быть выражен через универсальные показате-

ли – коэффициент песчаности и параметр расчлененности, данный параметр также является универсальным и может быть использован при сопоставлении пластов различной толщины, стратиграфической и фациальной принадлежности.

Коэффициент выклинивания $Kл$, показывающий долю выклинивающихся прослоев коллекторов. Он определяется отношением толщины выклинивающихся слоев коллектора к эффективной толщине. В отсутствии выклинивания $Kл = 0$, при выклинивании всех прослоев $Kл = 1$.

Коэффициент выдержанности $Kв$ – величина, обратная коэффициенту выклинивания: $Kв = 1 - Kл$. Этот параметр характеризует долю непрерывной толщины пласта по площади. Сложность использования коэффициента выклинивания и коэффициента выдержанности определяется необходимостью выполнения построений геологического разреза в межскважинном пространстве и подсчета количества выклинивающихся прослоев. В условиях латерально неоднородного пласта при слабой изученности площади скважинами данная задача практически нереализуема.

Для оценки латеральной (или зональной) неоднородности, которая используется для характеристики площадного распространения коллекторов, рассчитываются следующие показатели.

Коэффициент распространения $Kс$, равный отношению площади, занимаемой рассматриваемой фацией (коллектором), к общей площади моделирования. Для целей анализа неоднородности залежи общую площадь берут в пределах внешнего контура залежи. По своей сути коэффициент распространения является аналогом коэффициента песчаности для площадного случая.

Для изучения и оценки сложности строения прерывистых, фациально изменчивых пластов применяют *коэффициент сложности $Kсл$* . Этот коэффициент рассчитывается, как отношение периметра (длины) границ замещения коллекторов на неколлекторы к общему периметру анализируемой площади. Для целей анализа неоднородности залежи общий периметр берут по внешнему контуру залежи.

Коэффициент сложности границ коллектора, несмотря на важность учета сложности границ при оценке неоднородности пласта, не является величиной универсальной, так как зависит от величины периметра залежи. Известно, что плоские фигуры, имеющие одинаковые площади, могут характеризоваться существенно отличающимися периметрами. Таким образом, на величину данной характеристики оказывает влияние не только сложность границ коллектора, но и сложность периметра полигона, внутри которого производится оценка. Результаты оценки данного параметра могут быть сопоставимы только в том случае, когда периметр и площадь двух оцениваемых участков также сопоставимы. Для устранения данного недостатка автором предлагается оценивать *параметр плотности границ коллектора $Pпл$* , как отношение периметра всех границ коллектор - неколлектор в пределах исследуемого региона к его площади. Физический смысл такой величины заключается в оценке длины границ коллектора на единице площади ($м/м^2$).

В качестве меры макронеоднородности, учитывающей и коэффициент распространения, и параметр плотности границ, можно применять комплексный показатель - *коэффициент латеральной макронеоднородности $K_{м,лат}$* , который определяется отношением параметра плотности границ коллектора $P_{пл}$ к коэффициенту распространения K_s . Этот показатель характеризует латеральную расчлененность объекта разработки на единицу площади пород-коллекторов.

В некоторых случаях, например для расчета коэффициента охвата воздействием, рассчитывают *коэффициенты горизонтальной и вертикальной связности*. Эти параметры зависят от выше-рассмотренных и рассчитываются с использованием эмпирических зависимостей в каждом конкретном случае.

Взаимосвязь между показателями макронеоднородности и выбор критериев для геологического моделирования. В результате анализа приведенных выше критериев для оценки макронеоднородности можно сделать следующий вывод. Непосредственным определениям и измерениям с использованием исходной информации, основу которой составляют результаты интерпретации материалов ГИС, подлежат: общая толщина интервала, количество прослоев коллектора в рассматриваемом интервале и их толщина. Т.е. наиболее простыми и надежными параметрами, характеризующими вертикальную неоднородность, являются расчлененность и песчанистость. Латеральная (зональная) макронеоднородность может быть оценена только после выполнения построений на площади, детально изученной бурением. При этом измерению подвергаются: общая площадь построений, площадь распространения коллекторов и периметр границ между различными литологическими типами (границ коллектор – неколлектор). Т.е. первичными критериями оценки латеральной неоднородности могут являться коэффициент распространения коллектора и параметр плотности границ. Остальные параметры неоднородности, такие как коэффициент макронеоднородности или коэффициент литологической связанности, оказываются так или иначе зависимыми от выбранных. По сути пары критериев оценки вертикальной и латеральной макронеоднородности характеризуют одно и то же в разных измерениях: долю коллекторов в разрезе или на площади и степень их расчлененности в разрезе или на площади.

Рассматривая взаимосвязь между параметрами вертикальной макронеоднородности необходимо отметить, что между коэффициентом песчанистости, параметром расчлененности и :

$$P_{РАС} = \frac{K_{ПЕС}}{H_{СР}}, \text{ где } H_{СР} - \text{средняя толщина прослоев коллектора. То есть коэффициент песчанисто-}$$

сти, параметр расчлененности и средняя толщина прослоев коллектора – взаимосвязанные показатели вертикальной литологической макронеоднородности пласта.

Между параметрами латеральной неоднородности – коэффициентом распространения, параметром плотности литологических границ и средним латеральным размером отдельных тел существует аналогичная связь:
$$P_{пл} = \frac{4 \cdot K_s}{R_{CP}}$$

Две пары параметров – два параметра вертикальной литологической макронеоднородности и два параметра латеральной литологической макронеоднородности – наиболее полно описывают количественно и геометрически содержание в объеме пласта тел коллектора. Данные параметры являются базовыми для расчета большинства других критериев оценки литологической макронеоднородности.

Оценка макронеоднородности при дефиците исходных данных. Оценка вертикальной макронеоднородности может быть напрямую произведена по данным скважинных исследований. Латеральная неоднородность, характеризующая строение пласта в межскважинном пространстве, может быть оценена на участке, детально исследованном скважинами. В случае отсутствия области месторождения, изученной по плотной сети скважин, используются аналогии или аналитические зависимости между вертикальной и латеральной неоднородностью.

Необходимо отметить, что среднее значение коэффициента распространения коллектора, также как и среднее значение коэффициента песчаности характеризует долю коллектора в изучаемом объеме пласта. Из этого следует, что эти параметры имеют прямую корреляционную связь. Для экспериментальной проверки этого тезиса автором проверена зависимость среднего коэффициента распространения коллектора от среднего коэффициента песчаности, оцененных на шестнадцати месторождениях Западно-Сибирской провинции. Все площади, вошедшие в оценку, детально изучены равномерной плотной сеткой эксплуатационных скважин. Пласты терригенные, различного возраста и генезиса. Месторождения расположены в различных нефтегазоносных областях. Результаты оценки приведены в таблице 2.

Коэффициент корреляции между песчаностью и распространенностью коллекторов по совокупности изученных отложений составляет около 0,6. Таким образом, при отсутствии на изучаемом участке области, разбуренной плотной сетью скважин, правомерно использовать в качестве величины распространения коллектора значение, полученное при оценке средней величины коэффициента песчаности.

Для оценки параметра плотности границ коллекторов автором получена эмпирическая зависимость между комплексными коэффициентами вертикальной и латеральной макронеоднородности $K_{м,верт}$ и $K_{м,лат}$ (см. табл.2), зависящими от песчаности и расчлененности и от распространенности и плотности границ коллекторов. Из полученной зависимости следует, что при отсутствии возможности произвести оценку параметра плотности границ на участке, исследован-

ном плотной сеткой скважин, можно приближенно оценить этот параметр аналитически:

$$P_{пл} = 8,2347 \cdot \frac{P_{PAC}}{K_{пес}} \cdot K_s.$$

Таблица 2. Параметры макронеоднородности для терригенных пластов месторождений Западной Сибири

НГО	Условия седиментации	Вертикальная макронеоднородность			Латеральная макронеоднородность			Средняя общая толщина геол. объекта, м	Кол-во скв-н в анализе	Площадь иссл-я, км ²	Средняя плотность сетки скважин, га/скв
		K _{пес} , ср (м/м)	P _{рас} , ср (1/м)	K _м , верт	K _s , ср (м ² /м ²)	P _{пл} , ср (м/м ²)	K _м , лат				
Среднеобская	открытый шельф, каналы	0.43	0.20	0.47	0.41	0.001573	3.79	26.0	300	48.4	16.1
Среднеобская	Мелководный шельф, каналы	0.76	0.16	0.21	0.77	0.001272	1.65	40.6	137	23.2	16.9
Среднеобская	открытый шельф, бары, барьерные острова	0.28	0.16	0.57	0.33	0.001486	4.56	10.8	138	23.2	16.8
Среднеобская	открытый шельф, каналы	0.39	0.13	0.33	0.45	0.001443	3.23	25.4	399	56.7	14.2
Приуральская	мелководные, намывные песчаные тела	0.50	0.13	0.26	0.63	0.000761	1.21	10.1	117	38.8	33.2
Приуральская	Континентальные	0.47	0.22	0.47	0.48	0.001322	2.74	16.9	117	38.8	33.2
Приуральская	континентальные	0.49	0.17	0.35	0.47	0.001105	2.34	24.3	117	38.8	33.2
Среднеобская	мелководно-морские	0.46	0.08	0.17	0.66	0.000762	1.16	24.0	326	61.3	18.8
Среднеобская	мелководно-морские	0.20	0.06	0.30	0.20	0.000689	3.51	14.0	325	61.3	18.9
Среднеобская	мелководно-морские	0.31	0.14	0.45	0.32	0.001393	4.31	23.0	325	61.3	18.9
Среднеобская	континентальные	0.16	0.08	0.50	0.25	0.001034	4.11	28.7	140	44.1	31.5
Среднеобская	мелководно-морские	0.29	0.07	0.24	0.45	0.000907	2.03	21.8	37	11.8	31.9
Среднеобская	мелководно-морские	0.28	0.06	0.21	0.48	0.000714	1.47	29.9	37	11.8	31.9
Среднеобская	мелководно-морские	0.34	0.10	0.29	0.57	0.001375	2.40	25.6	31	6.2	20.0
Среднеобская	мелководно-морские	0.28	0.09	0.32	0.41	0.001406	3.45	17.2	28	6.2	22.1
Фроловская	мелководный шельф	0.49	0.10	0.20	0.52	0.001301	2.52	55.3	174	24.2	13.9

Таким образом, для оценки основных параметров литологической макронеоднородности используются данные скважин. Параметр плотности границ песчаных тел оценивается, по возможности, на основе трехмерной геологической модели, построенной с использованием детерминистического подхода в области с плотной сеткой бурения. При отсутствии такой возможности, его находят аналитическим способом на основании эмпирической зависимости между коэффициентами вертикальной и латеральной макронеоднородности.

Связь показателей неоднородности с параметрами стохастического моделирования.

Для использования параметров литологической макронеоднородности при построении трехмерных геологических моделей необходимо установить зависимость параметров, используемых при стохастическом моделировании, с определенными критериями макронеоднородности. Методы стохастического индикаторного моделирования, использующие в реализациях вертикальные и ла-

теральные (горизонтальные) вариограммы, походят наилучшим образом. Рассмотрим связь вариограмм с параметрами макронеоднородности.

Исследователями из Университета Калифорнии (США) S.F.Carle и G.E.Fogg, занимавшимися проблемой взаимосвязи геологических неоднородностей с параметрами индикаторной вариограммы, были выведены следующие зависимости для разрезов скважин. Порог вариограммы напрямую связан с долей пространства, занимаемой одной из фаций ($K_{ПЕС}$) и равен: $C = K_{ПЕС} \cdot (1 - K_{ПЕС})$.

Средний размер тел фации (H_{CP}) равен произведению песчаности на тангенс начального угла наклона вариограммы: $H_{CP} = K_{ПЕС} \cdot tg(\alpha)$.

Поскольку при вариограммном моделировании используются такие параметры, как радиус и порог вариограммы, то из имеющихся зависимостей необходимо получить связь радиуса вариограммы с показателями неоднородности геологического объекта. Наиболее часто для индикаторного моделирования используются сферическая и экспоненциальная функции аппроксимации вариограмм. Рассмотрим уравнение сферической вариограммы.

$$\gamma(h) = C \cdot \left(\frac{3 \cdot h}{2 \cdot a} - \frac{h^3}{2 \cdot a^3} \right) \text{ при } 0 \leq h \leq a$$

$$\gamma(h) = C \text{ при } h > a$$

где $\gamma(h)$ – дисперсия, откладываемая на вариограмме по оси ординат; h – расстояние, откладываемое на вариограмме по оси абсцисс; a – радиус вариограммы; C – порог вариограммы.

Тангенс начального угла вариограммы равен отношению расстояния h к дисперсии $\gamma(h)$ при стремящемся к нулю расстоянии h : $tg(\alpha) = \frac{h}{\gamma(h)}$ при $h \rightarrow 0$. Подставляя это тождество в уравнение вариограммы получим: $tg(\alpha) = \frac{2 \cdot a}{3 \cdot C}$. Из полученного уравнения мы можем получить зависимость радиуса вариограммы от порога вариограммы и ее начального угла: $a = 1,5 \cdot C \cdot tg(\alpha)$.

Теперь, имея в наличии взаимосвязь всех параметров вариограммы и связи порога и начального угла вариограммы с показателями неоднородности, мы можем показать основные связи между вариограммой и вертикальной макронеоднородностью:

$$C = K_{ПЕС} \cdot (1 - K_{ПЕС}), \quad a = 1,5 \cdot C \cdot \frac{H_{CP}}{K_{ПЕС}} = \frac{1,5 \cdot C}{P_{ПАС}}$$

где $K_{ПЕС}$ - коэффициент песчаности; H_{CP} – средняя толщина прослоев коллектора, $P_{ПАС}$ – параметр расчлененности; C и a – порог и радиус вариограммы.

Для трансформации критериев оценки латеральной неоднородности в параметры индикаторной вариограммы следует принять во внимание, что долю коллектора (аналог песчаности)

определяет коэффициент распространения. Выражения для определения средних латеральных размеров литологических тел известны. В результате получаем:

$$C = K_S \cdot (1 - K_S), \quad a = 1,5 \cdot C \cdot \frac{R_{CP}}{K_S} = \frac{6 \cdot C}{P_{Пл}}$$

Таким образом, можно констатировать, что параметры, используемые при индикаторном вариограммном моделировании, связаны аналитическими зависимостями с показателями макронеоднородности. Существует возможность при выполнении трехмерного стохастического индикаторного моделирования оперировать вместо параметров вариограммы показателями макронеоднородности, что делает результаты моделирования более предсказуемыми и более обоснованными исходной информацией.

В **третьей главе** «Построение трехмерных компьютерных геолого-технологических моделей с учетом заданных показателей неоднородности» проводится обзор методик построения трехмерных геологических моделей при литологическом моделировании, рассматривается влияние недоучета неоднородности при построении геологических моделей. Предложен алгоритм выполнения построения и верификации трехмерной литологической модели с учетом заданных критериев макронеоднородности.

Обзор методик построения трехмерных геологических моделей при литологическом моделировании. Построение геологической модели преследует цель раскрытия тех особенностей нефтяных залежей, с помощью которых можно добиться достоверного восстановления динамики обводнения скважин и процесса выработки запасов нефти, поэтому алгоритмы реализации литологических моделей должны обеспечивать их соответствие задаваемым параметрам прерывистости и расчлененности. Цифровые геологические модели в зависимости от количества и качества исходных данных и метода моделирования могут быть детерминированными либо стохастическими. Для построения детерминированных моделей необходимо большое количество скважинных данных, расположенных достаточно близко с тем, чтобы латеральная неоднородность строения пластов могла бы быть достоверно восстановлена в межскважинном пространстве с использованием интерполяционных алгоритмов. В отсутствие таких данных целесообразно использовать стохастические модели залежи.

Два основных класса методов для построения трехмерных стохастических моделей дискретных параметров, существующих в настоящее время, – это методы на основе объектов и пиксельные (индикаторные) методы.

Модели на основе объектов исходят из того, что геологические тела, такие как каналы или косые пласты, могут быть описаны при помощи простых геометрических форм. Предполагается также, что размеры этих форм (ширина, толщина, длина) являются случайными и что их статистические характеристики могут быть заданы геологом. При выборе параметров для моделирования

посредством объектов не существует четко формализованных требований, а размеры объектов напрямую зависят от субъективных представлений автора модели, его опыта и интуиции.

Пиксельные модели реализуют подход, делая предположение о статистических связях между типами фаций в отдельных ячейках сетки геологической модели. Наиболее популярным пиксельным подходом является метод, основанный на индикаторной вариограмме. Параметры модельных вариограмм определяются на основе скважинной информации, поэтому данный подход является более формализуемым. Данный метод наилучшим образом подходит для выполнения построений с учетом знаний о количественных оценках параметров макронеоднородности геологической среды.

На практике при выполнении построения пиксельных литофациальных моделей параметры модельных вариограмм подбираются с использованием тех скважинных данных, которые имеются в пределах площади моделирования. При этом, как правило, не учитывается степень изученности месторождения и плотность скважинной сети. Для оценки влияния плотности сетки скважин на результаты оценки параметров неоднородности, используемых в дальнейшем при построении моделей, автором проведен следующий модельный эксперимент.

Выбрано несколько пластов, имеющих различный возраст и формировавшихся в разных фациальных условиях. Обязательным условием является наличие плотной сетки скважин на исследуемом участке пласта. Построение литофациальных моделей для данных пластов выполнялось в нескольких вариантах – при использовании всего фонда скважин и при использовании равномерно прореженной сетки скважин. Результаты исследования представлены в таблице 3.

Очевидно, что с разреживанием плотности сетки скважин при практически неизменных параметрах вертикальной неоднородности, кажущаяся латеральная неоднородность существенно уменьшается. При сгущении сетки скважин до момента, когда расстояние между скважинами становится меньше, чем латеральные размеры отдельных тел коллекторов и неколлекторов кажущаяся латеральная неоднородность пласта возрастает вплоть до реальной степени неоднородности.

Оценка изменения параметров латеральных вариограмм, полученных по данным скважин с различной плотностью сети, также представлена в таблице 3. При уплотнении сетки скважин кажущаяся латеральная неоднородность изменяется все меньше и при достижении определенной плотности исследования пласта скважинами дальнейшее увеличение количества скважин практически не оказывает влияния на результаты моделирования.

Таким образом, густота сетки скважин, на основе которых определяются параметры макронеоднородности или выполняется построение вариограмм для стохастического моделирования, имеет большое значение. Зачастую кажущаяся неоднородность пласта существенно ниже, чем реальная, что необходимо учитывать при выполнении литофациальных построений, особенно для

месторождений, находящихся на стадии поисково-разведочного этапа или опытно-эксплуатационного разбуривания.

Таблица 3. Результаты оценки неоднородности пластов при различной плотности сетки скважин

№№	Возраст отложений пласта	Свита	Условия седиментации	Плот-ть сетки, га/скв	Плот-ть сетки, скв/км ²	Верт. неоднородность			Лат. неоднородность			Верт. вариограмма		Лат. вариограмма	
						Кпес, ср (м/м)	Ррас, сред (1/м)	Км, верт	Кс, ср (м/м ²)	Рпл, ср (км/ км ²)	Км, лат	Сверт ср	Рверт ср (м)	Сгор, ср	Ргор, ср (м)
1	К1а-I	викуловская	шельф	13.9	7.2	0.49	0.10	0.20	0.52	1.301	2.52	0.23	4.08	0.21	1079
				23.5	4.3	0.47	0.10	0.21	0.50	1.071	2.12	0.23	4.08	0.21	1278
				31.0	3.2	0.47	0.10	0.21	0.50	0.999	2.00	0.23	3.95	0.21	1379
				80.7	1.2	0.47	0.10	0.21	0.54	0.627	1.16	0.24	4.14	0.21	2135
2	J3k-v	даниловская	мелководно-морская	33.2	3.0	0.50	0.13	0.26	0.63	0.761	1.21	0.20	2.64	0.17	1405
				74.6	1.3	0.55	0.13	0.24	0.61	0.359	0.59	0.21	2.81	0.15	2491
				138.6	0.7	0.52	0.14	0.27	0.62	0.281	0.45	0.21	2.59	0.15	4011
3	J2	тюменская	континентальная	33.2	3.0	0.47	0.22	0.47	0.48	1.322	2.74	0.22	1.63	0.23	1076
				74.6	1.3	0.46	0.24	0.52	0.44	0.695	1.57	0.22	1.45	0.23	1997
				138.6	0.7	0.46	0.22	0.48	0.46	0.514	1.12	0.22	1.53	0.22	2689
4	J2	тюменская	континентальная	33.2	3.0	0.49	0.17	0.35	0.47	1.105	2.34	0.20	2.11	0.23	1315
				74.6	1.3	0.46	0.15	0.33	0.44	0.554	1.26	0.21	2.35	0.20	2279
				138.6	0.7	0.51	0.17	0.33	0.47	0.430	0.91	0.21	2.10	0.20	3195
5	К1br-K1g	усть-балыкская	дельтовая долина	16.1	6.2	0.43	0.20	0.47	0.41	1.573	3.79	0.21	1.71	0.21	893
				23.5	4.3	0.43	0.20	0.47	0.43	1.041	2.44	0.21	1.71	0.20	1258
				31.6	3.2	0.45	0.20	0.44	0.43	0.895	2.07	0.21	1.69	0.20	1478
				69.1	1.4	0.47	0.19	0.40	0.44	0.644	1.46	0.21	1.72	0.20	2028
				201.7	0.5	0.38	0.19	0.50	0.48	0.408	0.84	0.21	1.84	0.22	3438

Алгоритм выполнения построений трехмерной литологической модели с учетом заданных критериев макронеоднородности. Выполнение литологического моделирования с использованием индикаторных стохастических методов и учетом показателей макронеоднородности включает в себя следующие этапы:

1. Количественная оценка показателей макронеоднородности на основе исходных геолого-геофизических материалов и результатов их интерпретации.
 - 1.1. Оценка показателей вертикальной макронеоднородности проводится с использованием результатов интерпретации материалов ГИС.
 - 1.2. Оценка показателей латеральной неоднородности. Результаты такой оценки могут быть получены (ранжировано в порядке приоритета):
 - 1.2.1. На участке опытно-эксплуатационного разбуривания залежи.
 - 1.2.2. На разбуренной площади расположенного в данном районе месторождения, где скважинами вскрыты разновозрастные отложения идентичной фациальной принадлежности.

- 1.2.3. На разбуренной площади месторождения, расположенного в другом районе, где скважинами вскрыты отложения идентичной фациальной принадлежности.
- 1.2.4. Аналитическим путем на основе зависимости между параметрами вертикальной и латеральной макронеоднородности.
2. С учетом полученных результатов оценки макронеоднородности рассчитываются параметры для вариограммного моделирования и строятся вертикальная и латеральная вариограммы.
3. Выполняется распределение коллекторов в объеме геологической модели с использованием индикаторных методов. Исходными данными для моделирования являются:
 - 3.1. результаты интерпретации материалов ГИС в скважинах;
 - 3.2. вертикальная и латеральная вариограммы;
 - 3.3. ГСР по коэффициенту распространения;
 - 3.4. трендовые карты эффективных толщин (песчанистости), полученные в результате интерпретации сейсмических материалов или в результате построения концептуальной седиментационной модели.
4. Производится верификация построенной литологической модели резервуара. Первоочередным критерием верности построенной модели является корректность учета скважинных данных. Далее выполняется построение из куба «коллектор – неколлектор» карт песчанистости и геолого-статистических разрезов по коэффициенту распространения и параметру плотности литологических границ в каждом слое модели. Полученные карты и ГСР сопоставляются с трендовыми. Расхождение по ГСР для каждого слоя модели не должно превышать 5%.

В определенных случаях, когда латеральные размеры литологических тел сопоставимы или превышают средние расстояния между скважинами, рекомендуется использование детерминированного подхода к выполнению моделирования.

Верификация геологических моделей. Широкое использование геолого-технологических моделей вызывает необходимость оценивать достоверность получаемых результатов и их соответствие исходной геолого-геофизической информации. В методических рекомендациях по проектированию за 2007г в разделе «Построение литологических моделей залежей и распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов» говорится о том, что для оценки достоверности кубов литологии используются построенные по этим кубам карты эффективных толщин, пористости и проницаемости, которые сравниваются с двухмерными картами, построенными по данным скважин. Отклонения в определении параметров не должны превышать $\pm 5\%$.

Построение и сопоставление геолого-статистических разрезов (ГСР) по скважинам в интервале моделируемого пласта и по кубу литологии является одним из способов проверки правильности литологического моделирования. Этим способом осуществляется проверка учета латеральной неоднородности, поскольку ГСР отражает долю коллектора в слоях пласта (геологической моде-

ли). Фактически, значения каждого из отсчетов ГСР являются показателем коэффициента распространности коллектора в отдельных слоях пласта. Однако даже полное совпадение коэффициента распространности в модели со скважинными данными не гарантирует воспроизведения латеральной литологической неоднородности, которая, как показано, определяется двумя показателями: коэффициентом распространения и параметром плотности литологических границ.

Из-за отсутствия четкого представления о связи между физически осмысленными критериями оценки макронеоднородности пласта и математическим описанием геологической модели регламенты по верификации геомodelей не предусматривают проверку на соответствие заданным параметрам макронеоднородности моделируемых пластов. Наиболее полная последовательность верификации геологической модели подразумевает сопоставление вариограмм, получаемых на исходных скважинных данных и вариограмм, рассчитываемых по готовой геологической модели. Тем не менее, на этом этапе также не учитывается плотность сети скважин и не оцениваются показатели литологической макронеоднородности.

Для оценки латеральной макронеоднородности при верификации геомodelей следует производить расчет коэффициента распространения и параметра плотности границ коллектор-неколлектор в каждом из слоев геологической модели. Для оценки коэффициента распространения в каждом слое модели оценивается суммарная площадь ячеек, имеющих индекс «коллектор» и относится к общей площади геологического моделирования. Определяется средняя величина коэффициента распространения для всех слоев модели. Для оценки параметра плотности границ коллекторов в геологической модели, в каждом слое подсчитывается суммарная длина ребер между ячейками, содержащими индексы и коллектора, и неколлектора. Полученная величина делится на общую площадь моделирования. Определяется средняя величина параметра плотности для всех слоев.

Результаты оценки сопоставляются с исходными величинами, определенными в скважинах (вертикальная макронеоднородность) и с оценками в области детально исследованной бурением (латеральная макронеоднородность). При отсутствии на моделируемом участке области с плотной сеткой скважин, геологу, выполняющему моделирование, необходимо обосновать количественные показатели латеральной неоднородности – на основе соседних месторождений, на основе фациальных аналогий, аналитический расчет по связи с вертикальной макронеоднородностью.

Верификация геолого-технологических моделей на соответствие заданным параметрам макронеоднородности решает задачу повышения достоверности моделирования и должна быть включена в повседневную практику.

Четвертая глава «Влияние фациальных условий на литологическую макронеоднородность» посвящена изучению влияния параметров литологической макронеоднородности в условиях мультифациальных образований на строение продуктивных пластов на примере анализа пло-

щади региона Самотлорского месторождения, охватывающей более 6000 км² - территорию Самотлорского месторождения и прилегающих к нему одиннадцати лицензионных участков. Исследовались нижнемеловые пласты, представляющие существенный интерес, как объекты, содержащие значительные запасы нефти.

При выделении фациальных зон для целей геологического моделирования, прежде всего, необходимо выделять участки породы, в пределах которых свойства пород близки и предсказуемо отличимы от других объемов пласта. Данный постулат вытекает из целей построения геологической модели – создания на ее основе фильтрационной модели и последующего прогноза добычных возможностей пласта. Из этого следует, что фациальное зонирование имеет смысл только в том случае, когда проведение этой процедуры позволяет уточнить конкретные параметры строения продуктивного пласта в каждой точке пространства путем ограничения диапазона возможных величин фильтрационно-емкостных свойств, присущих той или иной фации.

Технология выполнения фациального анализа. Для выполнения полномасштабного анализа, базирующегося на скважинных материалах, необходима подготовка информации, отражающей в той или иной степени влияние седиментационных процессов на геологическое строение разреза продуктивных отложений. В качестве таких критериев, которые определяются по скважинным данным в массовом порядке, выбраны следующие параметры: общая толщина пласта, эффективная толщина пласта, среднее значение $\alpha_{пс}$ в интервале пласта, песчанность пласта, расчлененность пласта, комплексный параметр неоднородности пласта по кривой $\alpha_{пс}$ (по Золоевой Г.М.).

Представленные критерии не только учитывают седиментационные особенности формирования анализируемых интервалов геологического разреза, но и отражают качество пласта для целей выработки из него запасов УВ.

Оптимальный инструментарий для выполнения анализа совокупности разносторонней информации при значительном объеме такого материала предоставляют средства статистической обработки. Итогом статистического анализа литологического строения продуктивных пластов является площадное распределение зон фациальных ассоциаций.

Условия седиментации осадочных образований Западной Сибири наиболее системно рассматривались в работах А.Э.Конторовича, Ф.Г.Гурари, В.С.Суркова, М.В.Коржа и А.Г.Мухер и других исследователей. Особенности строения пластов Самотлорского месторождения изучались Денисовым С.Б. и др.

Пласт БВ₈¹⁻³. В период формирования пласта БВ₈¹⁻³ практически на всей рассматриваемой территории установились условия шельфового осадконакопления, за исключением северо-западной области. Северо-западные районы Самотлорского региона представляли собою склон клиноформы, что нашло четкое отражение на карте общих толщин пласта. Фактически область

повышения градиента карты общих толщин на северо-западе территории совпадает с палеолинией бровки шельфа.

При формировании отложений пласта БВ₈¹⁻³ более крупнозернистые осадки осаждались ближе к источнику сноса, то есть преобладают в юго-восточных областях района. В северо-западном направлении в сторону погружения палеобассейна отложения рассматриваемого интервала становятся все более неоднородными – повышается расчлененность разреза, уменьшается песчаность. Вместе с тем, значительная часть песчаного материала откладывалась как раз в области разгрузки, т.е. у подножия склона.

В интервале пласта БВ₈¹⁻³ выделено четыре типа строения. Зоны располагаются параллельно палеобереговой линии и вытянуты с юго-запада на северо-восток. Их следует связывать с формациями осадочных отложений, формировавшихся на различном удалении от береговой линии, на разной глубине и под влиянием различной интенсивности волн. Полученная зональность позволяет выделить на площади участки, существенно отличающиеся внутренним строением.

С точки зрения фациальной принадлежности, наиболее благоприятные условия для разработки залежей пласта БВ₈¹⁻³ существуют на Самотлорском лицензионном участке, где залежи попадают в зоны развития четвертого и третьего типов и, особенно, на Советском лицензионном участке – четвертый тип.

При оценке параметров литологической неоднородности по выделенным зонам наблюдается снижение неоднородности при приближении к источнику сноса материала (табл. 4).

Как сказано выше, основная Самотлорская залежь пласта БС₈¹⁻³ расположена в пределах третьей и четвертой зон. Оценка распределения удельных дебитов скважин основной Самотлорской залежи по фациальным зонам показывает, что количество относительно низкодебитных скважин в третьей зоне значительно превышает количество таких скважин в четвертой зоне. Это хорошо согласуется с распределением показателей макронеоднородности строения пласта.

Таблица 4. Показатели вертикальной макронеоднородности пласта БВ₈¹⁻³ Самотлорского региона по фациальным зонам

Показатели макронеоднородности	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4
Коэффициент песчаности – Кпес, м/м	0,27	0,41	0,58	0,59
Параметр расчлененности – Ррас, 1/м	0,068	0,079	0,082	0,010
Коэффициент вертикальной макронеоднородности - Км,верт	0,252	0,193	0,141	0,017
Коэффициент распространенности – Кs, м ² /м ²	0,27	0,41	0,58	0,59
Параметр плотности – Рпл, км/км ²	0,560	0,651	0,675	0,083
Коэффициент латеральной макронеоднородности - Км,лат	2,07	1,59	1,16	0,14

Пласт АВ₁¹⁻². Образование отложений пласта АВ₁¹⁻² происходило в условиях постепенного углубления морского бассейна, сопровождавшегося снижением динамики процессов седиментации. Такие застойные условия и привели к образованию пород с характерной текстурой типа «рябчик», давшей название всему пласту АВ₁¹⁻². Для пласта характерно частое тонкое переслаивание песчаников, алевролитов и глин, пятнистость и сероцветность. Пласт отличается от нижележащих пластов АВ ухудшенными ФЕС и площадным развитием глинистого типа разреза.

При переносе кластического материала с востока на запад через такие формы рельефа происходило в первую очередь осаждение и накопление наиболее крупнозернистых обломков. Этим фактом обуславливается измельчение обломочных фракций в интервале пласта в западном направлении. Конечным результатом процесса осадкообразования явилось постепенное замещение песчаников глинистыми разностями при продвижении на запад рассматриваемой территории. Описанные закономерности нашли отражение в выделенных фациальных областях АВ₁¹⁻².

При оценке параметров макронеоднородности по выделенным зонам наблюдается уменьшение неоднородности при приближении к источнику сноса терригенного материала (табл. 5).

Таким образом, территории больших месторождений, подобных Самотлорскому, включают в пределах одного пласта множество фациальных зон, отличных по своему строению. Литологическая макронеоднородность пластов в пределах каждой из фациальных зон отличается и влияет на показатели разработки залежей в процессе эксплуатации. Построение геологических моделей продуктивных пластов, охватывающих более одной фациальной зоны, должно выполняться с учетом зонирования и оценки геологической неоднородности в пределах каждой из выделенных зон.

Таблица 5. Показатели вертикальной макронеоднородности пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского региона по фациальным зонам

Показатели макронеоднородности	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4
Коэффициент песчаности – Кпес, м/м	0,14	0,16	0,52	0,85
Параметр расчлененности – Ррас, 1/м	0,096	0,109	0,197	0,111
Коэффициент вертикальной макронеоднородности - Км,верт	0,686	0,681	0,379	0,131
Коэффициент распространенности – Кs, м ² /м ²	0,14	0,16	0,52	0,85
Параметр плотности – Рпл, км/км ²	0,791	0,898	1,622	0,914
Коэффициент латеральной макронеоднородности - Км,лат	5,65	5,61	3,12	1,08

Заключение. В результате выполненной работы доказано существенное влияние макронеоднородности продуктивных пластов на результаты их разработки. Главным показателем эффективности разработки является коэффициент нефтеизвлечения, существенно меняющийся в условиях отложений с различной степенью неоднородности. Изменчивость геологической среды по площади и по разрезу приводит к неравномерности выработки пластов и получению относительно низких величин КИН. Одним из параметров для оценки КИН является коэффициент охвата, зави-

сящий от макронеоднородности геологической среды. Оценка коэффициента охвата является сложной задачей и проводится, как правило, на основе использования трехмерных геолого-технологических моделей.

Трехмерные геологические модели, применяемые для целей подсчета запасов УВ и прогноза продуктивности пластов, должны отражать реальную неоднородность геологической среды. Проведенные исследования показали возможность учета показателей макронеоднородности пластов при построении литофациальных моделей с использованием индикаторных стохастических методов моделирования.

Показано наличие связей между показателями вертикальной и латеральной макронеоднородности литофациального строения пластов и возможность использования этих связей для оценки латеральной макронеоднородности на стадии поисково-разведочного исследования моделируемой площади.

Установлено влияние фациальных условий седиментации на параметры макронеоднородности. Проведенная оценка параметров макронеоднородности продуктивных пластов Самотлорского региона для разных фациальных зон показала их изменение и необходимость учета зональности при построении геологических моделей для крупных месторождений, занимающих большую площадь.

Дальнейшие исследования макронеоднородности и ее учета при геолого-технологическом моделировании должны быть направлены на установление закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади и разрезу и учету анизотропии свойств. Комплексирование огромного объема информации, который на сегодняшний день получают на основе геофизических методов исследования, может быть использован для решения задач, связанных с изучением и учетом геологической неоднородности. Оценка параметров неоднородности должна проводиться с учетом материалов сейсмических исследований и результатов гидродинамических исследований скважин.

Основные работы автора по теме диссертации:

1. Учет литологической неоднородности терригенных пластов при построении геологических моделей. Журнал «Геофизика», №4, 2007г, с.186-190.
2. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей. Журнал «Нефтяное хозяйство», № 10, 2006г. (Совместно с С.И. Билибиным, Т.Ф. Дьяконовой, Е.В. Гавриловой, Т.Г. Исаковой, Е.А. Юкановой).
3. Прогнозирование распространения коллекторов отложений вогулкинской толщи с использованием палеотектонического анализа на примере пласта П2 Тальникового месторождения. Журнал «Каротажник», №3-4 (116-117), 2004г, с.246-249.

4. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа. Журнал «Геофизика», №4, 2007г, с.201-206. (Совместно с Кавуном М.М., Степановым А.В.).
5. Трехмерная геологическая модель – необходимый и обязательный этап изучения нефтегазового месторождения. «Недропользование XXI век» №4 Москва 2007г. Авторы: С.И.Билибин –к.т.н., Т.Ф.Дьяконова – д.г.м.н., Т.Г.Исакова, С.Б.Истомин, Е.А.Юканова. с. 38- 42.
6. Необходимость использования критериев неоднородности при геологическом моделировании неравномерно разбуренных площадей. Тезисы докладов VII Международной НПК «Геомодель-2005», г. Геленджик, 11-17 сентября, 2005г.
7. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов многопластовых месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей. V Международный технологический симпозиум «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи» - тезисы докладов. 21-23 марта 2006 г. (в соавторстве с С.И. Билибиным, Т.Ф. Дьяконовой, Е.В. Гавриловой, Т.Г. Исаковой, Е.А. Юкановой).
8. Прогнозирование распространения коллекторов отложений вогулкинской толщи с использованием палеотектонического анализа на примере пласта П2 Тальникового месторождения. НПК «Геофизические и нефтепромысловые методы исследования скважин в комплексе с сейсморазведкой для построения и сопровождения геологических моделей залежей нефти и газа» - тезисы докладов, Москва, ОАО «ЦГЭ», 2004г.
9. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа. Тезисы докладов IX Международной НПК «Геомодель-2007», г. Геленджик, 15-20 сентября, 2007г. (в соавторстве с Кавуном М.М., Степановым А.В.).
10. Выделение тектонических нарушений в волновом поле и их роль в формировании залежей углеводородов на Талинской площади (Красноленинский свод). Тезисы докладов IX Международной НПК «Геомодель-2007», г. Геленджик, 15-20 сентября, 2007г. (Совместно с Бричиковой М.П.).
11. Методика выявления тектонических нарушений по данным сейсморазведки 3D и их роль в формировании залежей углеводородов на Талинской площади. VI Международная научно-практическая конференция «ГЕОФИЗИКА 2007» - тезисы докладов, г. Санкт-Петербург, 1-5 октября, 2007г. (Совместно с Бричиковой М.П.).
12. Экспресс оценка разреза в скважинах статистическими методами с целью фациального зонирования терригенных пластов. «XVIII Губкинские чтения» - тезисы докладов, г.Москва, 2009г.